

## Диагностирование режима многофазного потока в многопластовом резервуаре на основе замеров по технологии распределенного измерения температуры

Г.Х. Меликов, к.т.н., А.А. Сулейманов, д.т.н., Н.Ф. Маммедли, к.т.н.  
НИИ "Геотехнологические проблемы нефти, газа и Химия"

Электронный адрес: petrotech@asoiu.az

*Рассмотрена возможность диагностирования режима многофазного потока в многопластовом резервуаре по данным DTS.*

*Проведен анализ теоретических и реальных кривых восстановления и падения температуры, соответствующих основным режимам многофазной фильтрации пластовых флюидов.*

*Установлена возможность диагностирования режима многофазного потока на основе анализа и интерпретации особенностей восстановления и падения температуры в различных интервалах пласта при пуске, остановке или изменении степени открытия штуцера скважины.*

*Показана возможность диагностирования интервалов обводнения на основе анализа кривых изменения температуры по данным DTS.*

**Ключевые слова:** скважина, мониторинг, многопластовый резервуар, профиль температуры, DTS, режим, многофазный поток

В процессе работы скважины, одновременно эксплуатирующей несколько горизонтов, важным является контроль разработки каждого из эксплуатационных объектов.

Применение технологии распределенного измерения температуры (DTS) наряду с другими методами исследования скважин, может помочь диагностировать изменения в работе скважины и своевременно принять решение по изменению её режима.

Одним из методов каротажа скважин является термометрия, которая позволяет решать целый ряд важных задач диагностики состояния пласта и скважины [1].

Недостатками традиционного температурного каротажа для анализа системы пласт-скважина являются вмешательство в нормальную работу скважины, определенные технические и технологические трудности, материальные и финансовые затраты и т.д. Кроме того, в эксплуатационных скважинах, при спуске прибора для геофизического исследования скважин (ГИС) можно получить только одну температурную кривую [1, 2].

Поэтому необходимо внедрение альтернативных технологий, при условии финансовой и технической целесообразности.

Система DTS, не имеющая многих недостатков, свойственных традиционным методам термометрии, может производить значительное количество термограмм на протяжении эксплуатационного цикла скважины и не требует вмешательства в нормальную работу скважины.

Наличие большого объема данных замеров DTS стимулирует проведение исследований для мониторинга работы скважин [3–7], оценке эффективности применения новых технологий и др. [8, 9].

Необходимо отметить, что решение многих практических задач требует нестандартного подхода, так как на изменение температуры оказывают влияние такие факторы как неоднородность фильтрационных характеристик пласта по стволу скважины, термодинамические и теплофизические свойства породы, нефти, газа и воды, газовый фактор, давление насыщения, забойное давление, пластовые температура, давление и др. [10, 11].

В статье показана возможность диагностирования изменения режима потока скважин многопластового резервуара на основе анализа данных DTS.

### Диагностирование характерных особенностей многофазного течения в пористой среде по данным DTS

Трудность практического применения данного подхода заключается в том, что на изменение температуры оказывают влияние такие факторы как неоднородность фильтрационных характеристик пласта по стволу скважины, термодинамические и теплофизические свойства породы, нефти, газа и воды, газовый фактор, давление насыщения, забойное давление, пластовые температура, давление и др. [1, 2].

Диагностировать и выявить причины изменения режима работы скважины можно на основе анализа и интерпретации особенностей восстановления (падения) температуры в различных интервалах пласта при пуске или остановке скважины.

При изменении режима работы скважины (закрытии, открытии, изменении степени открытия штуцера) меняется характер притока флюидов к скважине, что отражается на температуре в стволе и призабойной зоне. Анализ динамики изменения температуры (кривых восстановления (падения) температуры) при этом дает возможность диагностировать особенности течения пластовых флюидов [3].

При этом необходимо отметить, что скорость процесса гидродинамического перераспределения давления значительно превосходит скорость изменения температуры, связанную с фазовыми переходными процессами. Так, если забойное

давление после остановки скважины за 2 ч поднялось примерно на 80 % от значения давления через 43 ч после закрытия, то забойная температура уменьшилась примерно на 14 % (рис. 1).

На изменение температуры в разных интервалах пласта оказывает влияние приток жидкости в добывающую скважину, повышающий температуру в стволе и призабойной зоне (положительный тепловой эффект), и приток газа, понижающий температуру (отрицательный тепловой эффект) за счет эффекта Джоуля-Томсона [2, 12].

Сочетание этих факторов приводит к изменению температуры в стволе и призабойной зоне скважины.

В зависимости от условий можно дифференцировать следующие основные режимы течения пластовых флюидов: однофазный поток жидкости (нефть, вода) ( $p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}}$ ), с положительным тепловым эффектом (рис. 2); двухфазный поток с положительным тепловым эф-

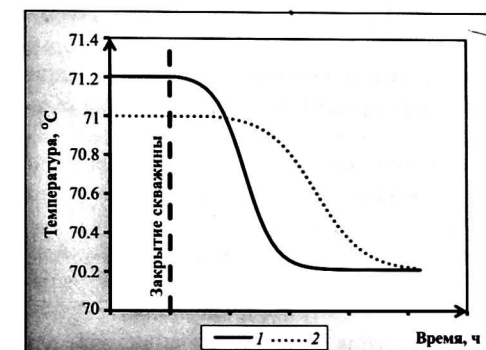


Рис. 2. Теоретические кривые падения температуры для однофазного (1) и двухфазного (2) потоков

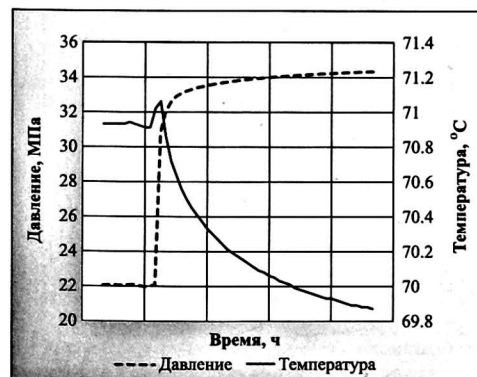


Рис. 1. Динамика забойного давления и температуры добывающей скважины

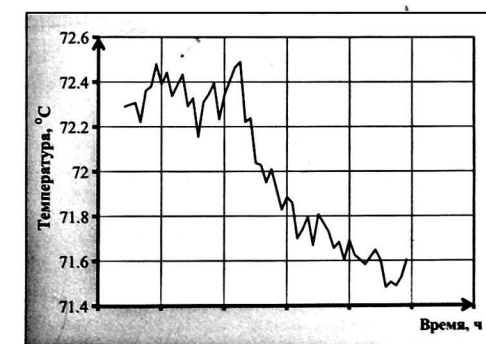


Рис. 3. Кривая падения температуры при закрытии скважины для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти

фектом при ( $p_{зав} < p_{нас} > p_{пл}$ ) с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором (рис. 2, 3); смешанный поток с положительным и отрицательным тепловым эффектом ( $p_{зав} < p_{нас} < p_{пл}$ ); однофазный поток газа с отрицательным тепловым эффектом (рис. 4); двухфазный поток (газированная жидкость) с отрицательным тепловым эффектом ( $p_{зав} < p_{нас} > p_{пл}$ ) с преобладающим количеством газа и относительно высоким газовым фактором (рис. 5); смешанный поток газированной жидкости с приблизительно равным количеством нефти и газа, вследствие чего не происходит изменения температуры при дросселировании. При этом надо точно определить интервалы ствола скважины, в которых нет фильтрации, так как при этом также не происходит изменения температуры (рис. 6).

Каждому из перечисленных режимов фильтрации пластовых флюидов соответствует определенная форма кривой восстановления и падения температуры.

Рассмотрим теоретические и реальные кривые восстановления и падения температуры.

В качестве примера приведены некоторые характерные особенности кривых изменения температуры по данным DTS добывающей скважины.

Теоретическая кривая падения температуры для потока однофазной жидкости показана на рис. 2.

Как видно из рис. 2, в отличие от двухфазного, для однофазного потока температура начинает падать сразу после закрытия скважины и темп падения температуры выше, чем для двухфазного.

Кроме того, при прочих равных условиях, температура в работающей скважине выше, а перепад температуры после остановки скважины больше для однофазного потока. Вследствие того, что теплопроводность воды значительно превышает теплопроводность газированной нефти, интервалу водопритока будет соответствовать больший темп падения на температурной кривой.

На рис. 3 показана кривая падения температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти при закрытии скважины в августе 2013 г.

На рис. 4 показана теоретическая кривая восстановления температуры для однофазного потока газа (кривая 1) и двухфазного потока

с преобладающим количеством газа (кривая 2).

В этом случае чем выше газовый фактор или скорость однофазного газового потока (кривая 1), тем ниже температура в работающей

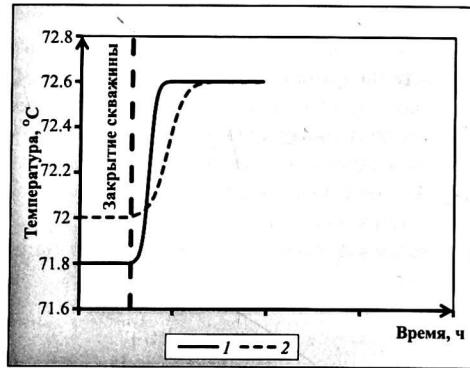


Рис. 4. Теоретические кривые восстановления температуры для однофазного потока газа (1) и двухфазного потока с преобладающим количеством газа (2)

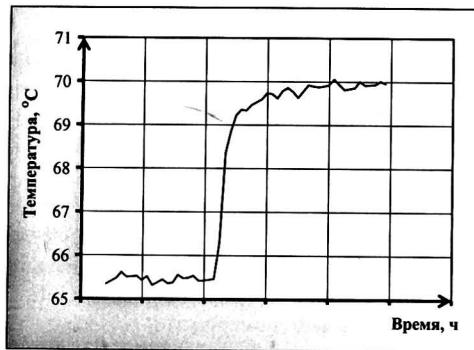


Рис. 5. Кривая восстановления температуры при закрытии скважины для двухфазного потока газа

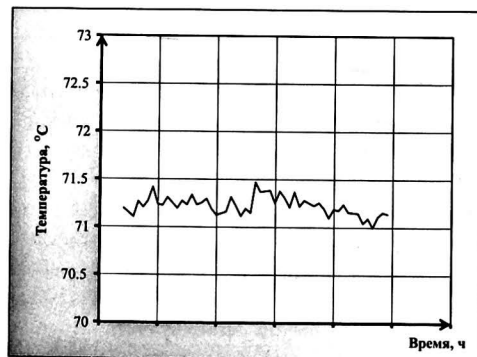


Рис. 6. Динамика изменения температуры при закрытии скважины для течения газированной жидкости с взаимной компенсацией положительного и отрицательного тепловых эффектов

скважине и выше перепад температуры после остановки скважины.

На рис. 5 показана кривая восстановления температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством газа при закрытии скважины в августе 2013 г.

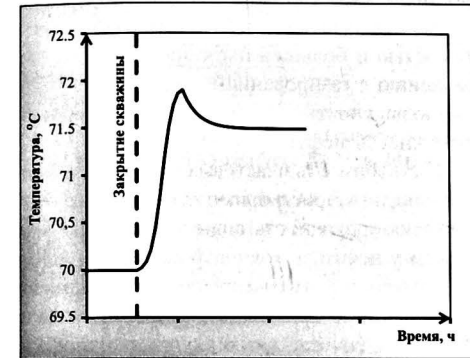


Рис. 7. Теоретическая кривая восстановления температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством газа с учетом переходных процессов

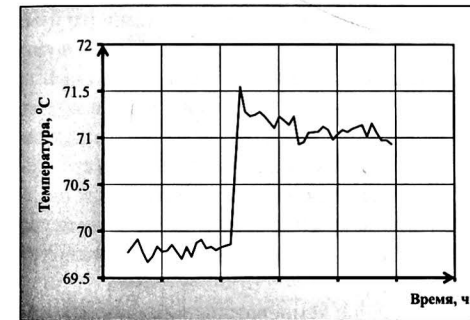


Рис. 8. Кривая восстановления температуры при закрытии скважины для газожидкостного потока с преобладающим количеством газа

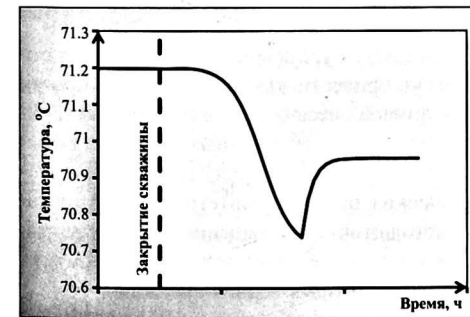


Рис. 9. Теоретическая кривая падения температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти с учетом переходных процессов

На рис. 6 показана динамика температуры при закрытии скважины в августе 2013 г. для течения смешанного потока газированной жидкости с приблизительно равным количеством нефти и газа или для интервала скважины, в котором нет фильтрации.

Кроме того, при значении забойного давления ниже давления насыщения при разгазировании вблизи скважины образуется зона понижения температуры, а вдали от скважины, где наблюдается однофазное течение нефти – зона повышения температуры. Этот эффект более ярко проявляется при притоке к скважине нефти из нижележащих зон пласта при достаточно больших углах падения.

Все эти процессы оказывают существенное влияние на форму кривых восстановления температуры.

На рис. 7, 8 представлены теоретическая и реальная кривые восстановления температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством газа с учетом сложных переходных процессов.

На рис. 9, 10 представлены теоретическая и реальная кривые падения температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти и относительно высоким газовым фактором с учетом фазовых переходных процессов.

Таким образом, анализ кривых восстановления (падения) температуры в скважине позволяет диагностировать сложные процессы многофазного течения в пористой среде и характерные особенности структуры потока флюидов.

## Интерпретация кривых восстановления и падения температуры

Для определения характерных особенностей

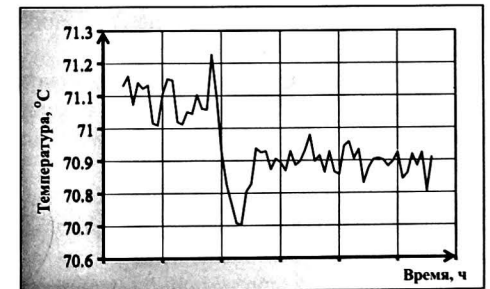


Рис. 10. Кривая восстановления температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти и относительно высоким газовым фактором. Влияние фазовых переходных процессов

многофазного течения на основе интерпретации кривых восстановления и падения температуры после изменения режима работы скважины (закрытие, открытие, изменение степени открытия штуцера) используется обработка данных в полулогарифмических координатах  $T - \lg(t)$  или  $\Delta T - \lg(t)$ , где  $T$  – температура,  $\Delta T$  – перепад температуры,  $t$  – время с момента закрытия скважины [2, 12].

Режим многофазного течения, гидро- и пьезопроводность влияют на темп изменения, для оценки которого необходимо определить тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления или падения температуры после закрытия скважины в полулогарифмических координатах (рис. 11).

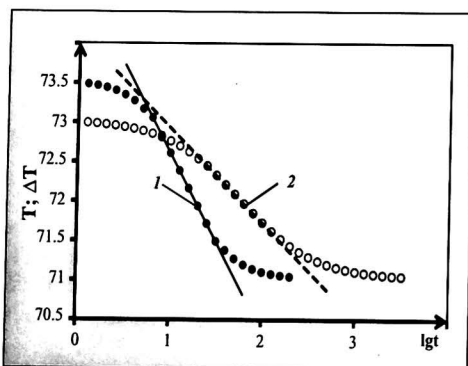


Рис. 11. Определение коэффициента падения температуры

В этом случае, чем больше значение полученного коэффициента падения температуры (тангенс угла наклона) по абсолютной величине (прямая 1), тем больше темп изменения температуры, что позволяет сделать вывод о режиме многофазного течения в данном интервале скважины (например, об уменьшении газового фактора, обводненности и др.) по сравнению с другим (прямая 2).

Подобным же образом можно сравнивать изменение особенностей многофазного течения на одном и том же интервале в разные периоды времени.

Для проведения такого анализа кривых восстановления (падения) температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров DTS, так как многие процессы перераспределения температуры происходят достаточно быстро и не отражаются в имеющихся часовых замерах.

### Диагностирование интервалов обводнения многопластовых месторождений на основе анализа кривых восстановления и падения температуры по данным DTS

Диагностирование интервалов обводнения, на основе анализа гидродинамических и теплофизических показателей, базируется на следующих положениях:

- вода обладает значительно меньшей сжимаемостью и большей пьезопроводностью по сравнению с газированной нефтью;

- подвижность (mobility) воды превышает подвижность нефти;

- растворимость пластовых газов в воде значительно ниже растворимости в нефти;

- теплопроводность воды значительно выше, чем у нефти.

Из этого ясно, что внедрение воды в скважину приводит к проявлению положительного теплового эффекта, как и в случаях однофазного и двухфазного потоков нефти с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором, т.е. для определения интервалов воды, надо провести сравнительный анализ кривых падения температуры.

Необходимо заметить, что из-за перечисленных особенностей пластовой воды (низкая растворимость газа, высокая подвижность и теплопроводность и др.), при её внедрении в скважину температура должна повыситься, по сравнению с температурой потока нефти, и как следствие, при закрытии скважины, температура должна упасть быстрее и на большую величину.

На значение температуры в различных интервалах скважины влияют скорость, соотношение фаз, теплофизические свойства флюидов и др. Поэтому диагностирование интервалов притока воды только по одному показателю может привести к ошибочным результатам.

Например, к увеличению температуры потока могут привести как повышение скорости газонефтяной смеси (влияние соседних эксплуатационных и нагнетательных скважин, повышение пластового давления), изменение теплофизических показателей (структура газожидкостного потока), уменьшение газового фактора, прогрев призабойной зоны с течением времени, так и прорыв воды в скважину.

Очень важным представляется анализ темпа изменения температуры после изменения режима работы скважины – закрытие, пуск, изме-

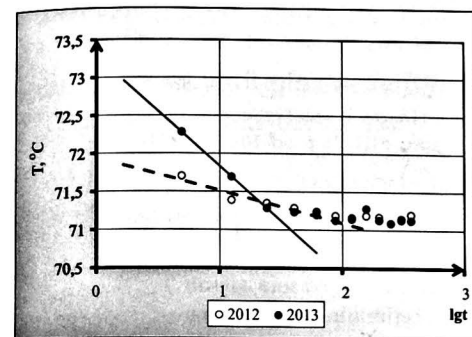


Рис. 12. Определение коэффициента падения температуры (MD DTS 4556 м) в августе 2012 г. и 2013 г.

нение степени открытия штуцера. Этот показатель позволяет оценить теплопроводность пластовых флюидов на разных интервалах пласта, диагностировать структуру потока и выявить зоны обводнения.

Был проведен анализ динамики температуры по данным DTS до и после закрытия добывающей скважины в августе 2012 г. (обводненность 1.4 %) и в августе 2013 г. (обводненность 10.6 %). Временные интервалы были выбраны с учетом близости значений степени открытия штуцера.

Такой вывод получен на основе сопоставления значений температуры в скважине, её прироста в процессе работы скважины, перепада,

формы кривой падения температуры при остановке скважины и значения коэффициента падения температуры.

Сравним кривые изменения температуры в полулогарифмических координатах  $T - \lg(t)$  при закрытии скважины в августе 2012 г. и 2013 г. (рис. 12).

Коэффициент падения температуры в августе 2013 г. значительно увеличился (с 0.42 до 1.44), что свидетельствует об изменении режима многофазного течения в данном интервале скважины, вероятно связанного с водопритоком.

Как видно из полученных результатов, для более детального анализа и интерпретации кривых восстановления (падения) температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров DTS, так как многие процессы перераспределения температуры происходят достаточно быстро и не отражаются в имеющихся часовых замерах.

Сопоставление данных анализа значений температуры потока флюидов, прироста температуры в процессе работы скважины, перепада температуры и кривых восстановления (падения) температуры при остановке скважины позволяет оценить вероятные основные зоны водопритока.

### Список литературы

1. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber. Schlumberger Oilfield Review Winter 2008/2009: 20, № 4, pp. 34-39.
2. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger Educational Services, 2009, 65 p.
3. Brown G., Algeroy J., Lovell J. et al. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. Schlumberger Oilfield Review Spring 2010: 22, № 1, pp. 34-41.
4. Fryer, V., ShuXing, D., Otsubo, Y. et al. Monitoring of Real-time Temperature Profiles Across Multi-zone Reservoirs during Production and Shut-in Periods Using Permanent Fiber-Optic Distributed Temperature Systems. Society of Petroleum Engineers, 92962-MS, SPE Conference Paper, 2005, 6 p.
5. Brown, G.A., Brown, G., Storer, D., McAllister, K. et al. Monitoring Horizontal Producers and Injectors During Cleanup and Production Using Fiber-Optic-Distributed Temperature Measurements. Society of Petroleum Engineers, 84379-MS, SPE Conference Paper, 2003, 6 p.
6. Brown, G.A., Kennedy, B., Meling, T. Using Fibre-Optic Distributed Temperature Measurements to Provide Real-Time Reservoir Surveillance Data on Wytch Farm Field Horizontal Extended-Reach Wells. Society of Petroleum Engineers, 62952-MS, SPE Conference Paper, 2000, 11 p.
7. Gorgi, B., Medina, E., Gleaves, J., Acuna, J., Perera, L., Rodriguez, M. Wellbore Monitoring in Carbonate Reservoirs: Value of DTS in Acid Stimulation through Coiled Tubing. Society of Petroleum Engineers, 171933-MS, SPE Conference Paper, 2014, 14 p.
8. Denney, D. DTS Technology: Improving Acid Placement. Journal of Petroleum Technology, Vol. 64, Issue 06, June 2012, pp. 22-25.
9. Villesca, J., Glasbergen, G., & Attaway, D. J. (2011, January 1). Measuring Fluid Placement of Sand Consolidation Treatments Using DTS. Society of Petroleum Engineers, 144432-MS, SPE Conference Paper, 2011, 8 p.
10. White F.M. Fluid Mechanics. New York: McGraw-Hill, 2011, 862 p.